

УДК 553.981.2

Рожицин Юрий Андреевич, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень,

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ УТОЧНЕННОЙ
ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА БУ16(1-3) С
ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ
НЕФТИ И ГАЗА**

На примере уникального газового месторождения Пуровского района ЯНАО рассмотрены вопросы уточнения геологического строения пласта БУ16(1-3) с нефтяной оторочкой. На основе комплексного анализа керна, данных ГИС, промысловой информации и спектральной декомпозиции сейсмических данных установлена линзовидная структура пласта. В результате интерпретации куба акустического импеданса и динамических атрибутов доказано существование двух изолированных залежей вместо единой. Ключевым результатом является пересмотр фазового состояния запасов: линза 2 признана газонефтяной, а не нефтяной. Это привело к приросту запасов газа и переводу запасов нефти в категорию ТРИЗ. Уточненная модель позволила обосновать новую, более эффективную стратегию разработки, направленную на повышение ее экономической и геологической эффективности.

On the example of the unique gas field of the Purovsky district of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug the issues of refinement of the geological structure of the BU16(1-3) formation with an oil rim are considered. Based on a comprehensive analysis of core, GIS data, field information and spectral decomposition of seismic data, the lens-like structure of the formation is established. As a result of the interpretation of the acoustic impedance cube and dynamic attributes, the existence of two isolated deposits instead of a single one is proved. The key result is the revision of the phase state of reserves: lens 2 is recognized as gas-oil, not oil. This led to an increase in gas reserves and the transfer of oil reserves to the TRIZ category.

The refined model allowed us to justify a new, more effective development strategy aimed at increasing its economic and geological efficiency.

Ключевые слова: валанжинские отложения, трехмерная геологическая модель, запасы нефти и газа.

Keywords: Valanginian deposits, three-dimensional geological model, and oil and gas reserves.

Изучаемое месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО, по степени изученности относится к разрабатываемым, по сложности геологического строения – к очень сложным, по величине извлекаемых запасов – к уникальным.

Месторождение в основном газовое, однако разработка залежей некоторых пластов, в частности пласта БУ16(1-3) осложняется наличием нефтяной оторочки. Как известно из опыта и физико-химических представлений о разработке, при наличии нефтяной оторочки с целью повышения КИН необходимо добывать в первую очередь нефть, запасы которой на данном участке обладают низкой рентабельностью.

Залежь пласта БУ16(1-3) стратиграфически относится к неокомскому комплексу, изучением которого занимались такие учёные как И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, В.И. Шпильман, А.А. Нежданов, А.Л. Наумов и другие [3-6]. Концептуальная модель предполагает шельфовые условия формирования пласта. Накопление пластов группы БУ происходило за счет проградации дельтового комплекса, песчаный материал перерабатывался под действием береговых течений и откладывался параллельно береговой линии, образуя тела линзовидного типа.

Пласт БУ16/1-3 сформирован в прибрежно-морских условиях в ходе нормальной регрессии, на участке работ пласт охарактеризован керном в четырёх скважинах. В ходе фациального анализа в керне определены последовательно сменяющиеся фации дистальной и проксимальной прodelьты, дистального фронта дельты и в верхней части пласта идентифицированы фации проксимального фронта дельты. На срезах

спектральной декомпозиции выделяется ряд подводящих каналов, при этом в восточной части области развития пласта корневые части каналов прослеживаются плохо (Рис. 1).

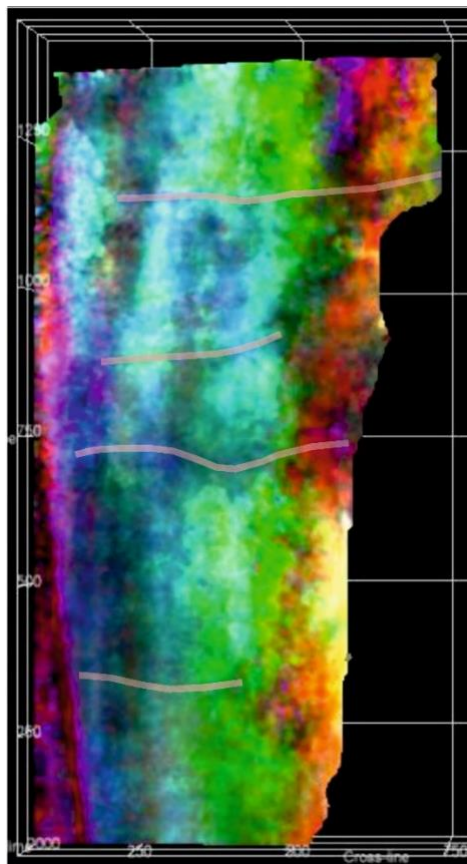


Рис. 1. Карта спектральной декомпозиции пласта БУ16(1-3)

Суммируя результаты интерпретации сейсмических материалов и кернового материала можно резюмировать формирование пласта БУ16(1-3) как дельтовой системы в прибрежных условиях с последующим перераспределением материала под воздействием волновой деятельности.

Условия формирования обуславливают сложное геологическое строение изучаемого пласта, а именно:

- Литологическую изменчивость пород;
- Наличие глинистых перемычек;
- Латеральную и вертикальную анизотропию фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов.

Однако промысловая информация указывает на наличие в пределах участка работ как минимум двух изолированных друг от друга линз

коллекторов, имеющих различное флюидное насыщение и собственные контакты. Данные вновь пробуренных скважин в центральной части пласта, не подтвердили его продуктивность в этой области.

В последнее время для уточнения характера насыщения пласта и повышения достоверности геологических моделей стали применяться hi-tech методы ГИС, а также результаты ГДК-ОПК [1, 2].

Стационарные замеры ЯМК в скважине 2, подтвердили водонасыщенность пород-коллекторов, найденные данные о закачке 10 м^3 конденсата в расположенной неподалеку скважине 4, который интерпретировался как пленка нефти при испытании, совместно с анализом величин удельного электрического сопротивления (УЭС) скважин старого фонда в сравнении с близко расположенными продуктивными скважинами подтвердили гипотезу о непродуктивности центральной части пласта (рис.2).

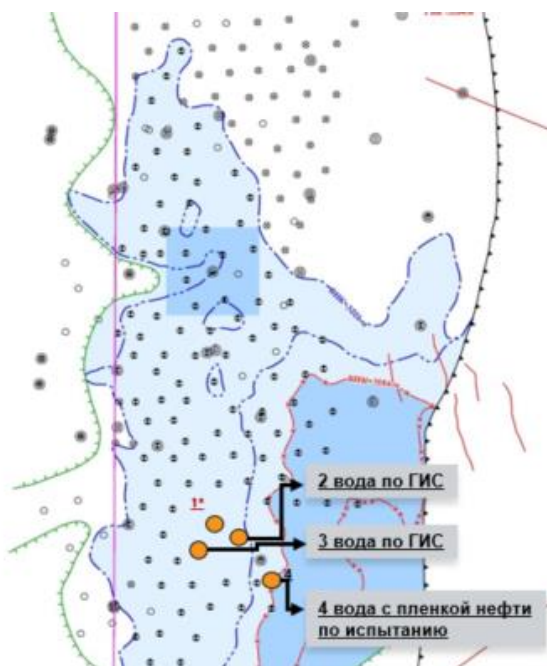


Рис. 2. Неподтверждение продуктивности центральной части пласта

В связи с подтверждением данной гипотезы проанализировано внутреннее строение пласта по сейсмическим данным и проведена работа по выделению линз в пределах пласта. По кубу акустического импеданса уточнена граница выклинивания пласта (рис.3).

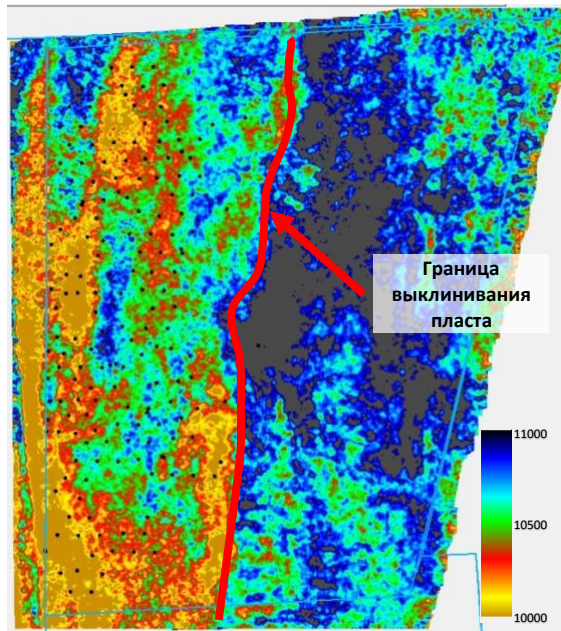


Рис. 3. Срез по кубу акустического импеданса

Детальное изучение сейсмических разрезов показывает наличие внутренней границы в пласте БУ16(1-3), которая и является разделителем линз. На рисунке 4 показана предполагаемая граница между линзами Л1 и Л2.

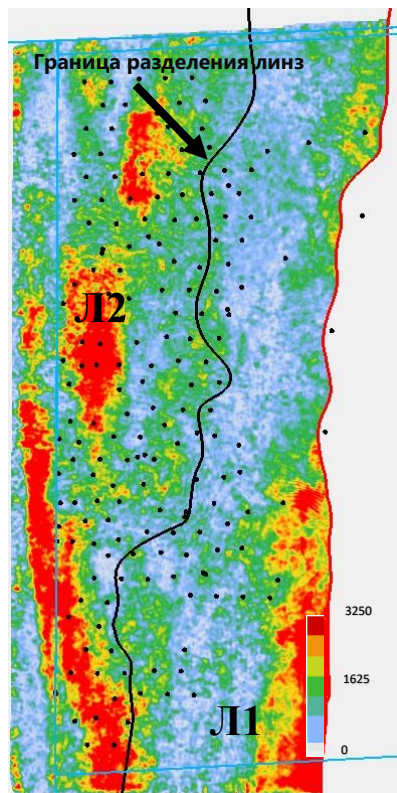


Рис. 4. Карта среднеквадратичных амплитуд

На срезе куба RMS амплитуд так же уверенно выделяется несколько крупных песчаных тел, которые вытянуты в субмеридиональном направлении – их можно проинтерпретировать как конусы выноса, переработанные волновыми процессами. Анализ электрофаций показывает, что большинство

продуктивных коллекторов связано с фациями дистальной части фронта дельты. Значительно реже встречаются отложения проксимальной части дельты. Область перемычки между линзами представлена преимущественно фациями продельты и в меньшей степени (редкими маломощными пропластками) дистальной части фронта дельты. Формирование линз шло последовательно в ходе проградации береговой линии в западном направлении.

По результатам анализа, изложенного выше, в пласте БУ16(1-3) выделено 2 самостоятельных залежи в пределах линзы 1 и линзы 2 вместо единой залежи ранее (рис. 5).

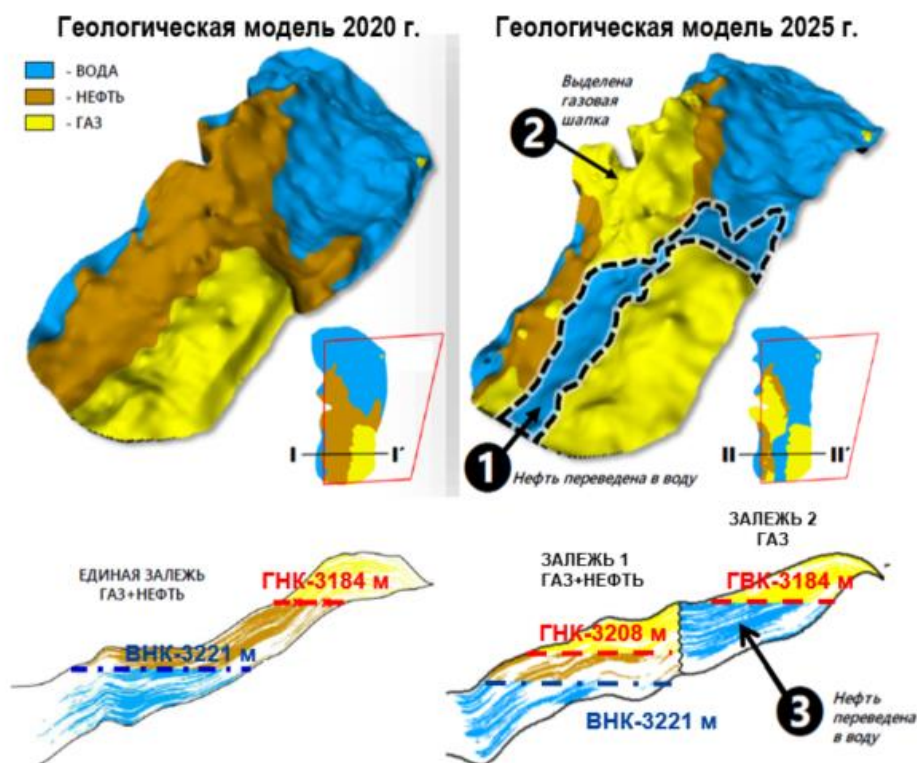


Рис. 5. Сопоставление геологической модели 2020 г (слева) и геологической модели 2025 г (справа)

По результатам гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле (ГДК-ОПК) в двух скважинах, расположенных в западной части пласта получены притоки газа, это показало, что характер насыщения линзы 2 газонефтяной, а не нефтяной, как считалось ранее.

Таким образом, проведенные исследования значительно уточнили геологическое строение пласта БУ16(1-3).

Основные выводы, полученные в работе:

- В пласте БУ16(1-3) выделено 2 самостоятельные залежи ранее считавшиеся единой;
- Прирост запасов газа составил 79% за счет уточнения фазового состояния линзы 2;
- Запасы нефти переведены в ТРИЗ, что позволит получить льготы при ее добыче;
- Уточнение геологической модели и структуры запасов УВ позволило обосновать более эффективную стратегию разработки запасов газа пласта БУ16(1-3);
- Предлагаемая стратегия разработки запасов газа пласта БУ16(1-3) позволит заметно повысить ее геологическую и экономическую эффективность.

Список литературы

1. Алексеев А.Д., Белонин М.Д. Повышение достоверности геологических моделей на поздней стадии разработки // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 34–39.
2. Жагрин А.Ю., Ваганов А.С. Опыт применения ГДК-ОПК для уточнения характера насыщения пластов на месторождениях ЯНАО // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2022. – № 6. – С. 28–33.
3. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа, 1988 – № 10 – С. 9–14.
4. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика, 1977 – № 10 – С. 38–47.
5. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Нефтегазоносные комплексы Западной Сибири. – М.: Недра, 1989. – 280 с.

6. Ростовцев Н.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность меловых отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: Наука, 1975. – 204 с.

References

1. Alekseev A.D., Belonin M.D. Improving the Reliability of Geological Models at the Late Stage of Development // Oil Industry. – 2019. – No. 11. – Pp. 34–39.

2. Zhagrin A.Yu., Vaganov A.S. Experience in using GDK-OPK to clarify the nature of reservoir saturation at the fields of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug // Neftegaz Territory. – 2022. – No. 6. – Pp. 28–33.

3. Karogodin Yu.N., Nezhdanov A.A. The Neocomian Productive Complex of Western Siberia and Current Tasks of Its Study // Geology of oil and gas, 1988 – No. 10 – Pp. 9–14.

4. Naumov A.L. To the technique of reconstruction of the relief of the bottom of the West Siberian Early Cretaceous basin // Geology and geophysics, 1977 – No. 10 – Pp. 38–47.

5. Nesterov I.I., Shpilman V.I. Oil and gas complexes of Western Siberia. – M.: Nedra, 1989. – 280 p.

6. Rostovtsev N.N. Geological Structure and Oil and Gas Potential of Cretaceous Deposits